

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Hans-Jochen Luhmann, Dorothea Schostok, Philipp Schaub

Vom Inter- zum Intra-Wettbewerb

Stufen der Integration Erneuerbarer Energien im
Strombereich

Ursprünglich veröffentlicht als:

Hans-Jochen Luhmann, Dorothea Schostok, Philipp Schaub (2014):

**Vom Inter- zum Intra-Wettbewerb - Stufen der Integration Erneuerbarer
Energien im Strombereich**

In: uwf UmweltWirtschaftsForum, Jg. 22, Nr. 1, S. 3-15

DOI: 10.1007/s00550-014-0305-8

**Hans-Jochen Luhmann^{a,*}, Dorothea Schostok^a,
Philipp Schaub^a**

Vom Inter- zum Intra-Wettbewerb

Stufen der Integration Erneuerbarer Energien im
Strombereich

^a Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), Wuppertal, Deutschland

* Korrespondierender Autor: Hans-Jochen Luhmann, Wuppertal Institut für Klima,
Umwelt, Energie GmbH, Döppersberg 19, 42103 Wuppertal

E-Mail: jochen.luhmann@wupperinst.org

Tel.: +49 202-2492-133

Fax: +49 202-2492-198

Inhaltsverzeichnis

1	Vorspann	1
2	Hinführung und Überblick	2
3	Herausforderung Integrationsmanagement	5
3.1	Das EE-Potential der Länder und ihre überambitionierten EE-Ziele	5
3.2	Strom zu 100% aus Erneuerbaren Energien – interne Konflikte	10
4	Integrationsmanagement 2.0	13
4.1	Strommarktdesign für die Phase des Inter-Wettbewerbs	13
4.1.1	Das aktuelle Strommarktdesign	13
4.1.2	Die Rolle der Grenzkostenorientierung (Merit Order)	14
4.1.3	Strommarktmodelle in spe	17
4.2	Strommarktdesign für die Phase des Intra-Wettbewerbs Erneuerbarer Energien	21
4.2.1	Grenzkosten und Funktion der Merit Order bei Strom aus Erneuerbaren Quellen zu 100%	22
4.2.2	Vollkostenorientierte Verfahren der Steuerung der FEE-Investitionen	25
5	Schlussbetrachtung	27
6	Literaturverzeichnis	30

1 Vorspann

Deutschland ist auf dem Weg zu einem Stromsystem, welches sich zu 100% aus Erneuerbaren Energien (EE) speist. Dieser mit der deutschen Energiewende¹ eingeschlagene Pfad hin zu einer kohlenstofffreien Stromversorgung erscheint extrem, ist aber gut möglich. Bereit stehen etliche technologische Optionen, deren Potential (auf deutschem Territorium) leicht zur Deckung von knapp 200% des Strombedarfs in Deutschland reicht. Konflikte sind damit vorprogrammiert.

Die Integrationsaufgabe besteht deshalb in der Etablierung einer Wettbewerbsordnung („Marktdesign“), konkret der Etablierung eines fairen Wettbewerbs dieser Optionen untereinander. Sie besteht damit (zumindest perspektivisch) nicht in der Integration Erneuerbarer Energieträger in Form einer Koexistenz mit fossilen Energieträgern (hier „Inter-Wettbewerb“ genannt, um den Charakter des Wettbewerbs zwischen Gruppen zu betonen). Vom Ende her betrachtet geht es vielmehr um einen diskriminierungsfreien Wettbewerb der Erneuerbaren Erzeugungsoptionen untereinander (hier „Intra-Wettbewerb“ genannt). Dem hat ein passendes Marktdesign zu dienen. Das ist die perspektivisch anstehende Integrationsaufgabe.

¹ Basierend auf dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 (BMWi/BMU 2010) und den Beschlüssen des Gesetzgebers zum Atomausstieg und Novellierung des EEG vom Sommer 2011.

2 Hinführung und Überblick

Für Deutschland ist die Entscheidung gefallen, auf dem Weg zu einem Stromsystem zu sein, in dem 100% aus erneuerbaren Quellen kommen wird – mit dem mittelfristigen Abräumen der Optionen ‚Kernkraft‘ und ‚Fossile mit CCS‘ bleibt Deutschland allein noch die Erneuerbaren-Option. Doch dieses Verwerfen von zwei aus drei Erzeugungsoptionen ist keine Entscheidung für einen Mangel. Auch die eine verbliebene Option bietet noch mehr als genug an Energievolumen, und in sich ist diese Option technologisch vielfältig differenziert. Von Knappheit kann lediglich bei „grüner Energie“ im eigentlichen Sinne, der aus Biomasse, die Rede sein. Im Prinzip herrscht eine Situation massiven Überflusses. Weil das so ist, ist eine scharfe Konkurrenz der diversen Stromerzeugungsoptionen aus erneuerbaren Quellen untereinander mit entsprechenden Konflikten zu erwarten. Die nach Fukushima hastig erhöhten EE-Ausbauambitionen der Bundesländer haben zu einem massiven Konflikt zwischen den „Erneuerbaren-höffigen“ Regionen untereinander geführt. Dessen Lösung steht an, und diese wird bereits mittelfristig Auswirkungen auf Investitionsstrategien und Geschäftsmodelle haben. Denn schließlich ist es die Politik, die den Rahmen für ein zukünftiges Stromsystem setzt.

Methodisch wird hier ein komparativ-statischer Ansatz verfolgt, der dem Grundsatz des ‘vom Ende her denken’ verpflichtet ist. Zugrunde gelegt wird, qua Gedankenexperiment, ein Zustand nahe am Ende des anstehenden Transformationsprozesses, mit einer gesetzten Quote der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen von größer/gleich 100%. Dieser Ansatz lässt zu, die vielfältigen Phänomene und Probleme, die mit dem Übergang verbunden sind, strikt zu trennen von denen, die für den perspektivisch erreichbaren „Endzustand“ spezifisch sind. Er eröffnet zwei weitere Vorteile.

- Spezifisch für den Übergang ist die folgende Problematik: Im Energiekonzept der Bundesregierung sind zwar, nach Korrektur durch den Gesetzgeber, quantitative EE-Aufwuchsziele² gesetzt. Das aber sind Ziele, die nicht

² ... allerdings nicht in Mengenzielen sondern in Anteilszielen formuliert. Die Bundesregierung strebt folgende Entwicklung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch an: mindestens 50 % bis spätestens 2030, mindestens 65 % bis

die Politik direkt erreichen kann – sie sind vielmehr durch Dritte, private Investoren, zu verfolgen und gegebenenfalls zu erreichen. Anzusprechen sind diese Investoren nicht qua Befehl, sondern über ein entsprechendes Markt-/ Systemdesign – Mengenziele und Strommarktdesign stehen, wie Schlüssel und Schloss, in einem komplementären Verhältnis. Das „entsprechende Markt-/ Systemdesign“ existiert bislang aber nicht bzw. lediglich als Torso. Es muss erst noch geschaffen werden. In diesem Zusammenhang ist zu fragen, ob das (künftige) Strommarktdesign, welches für die Übergangsphase, den Inter-Wettbewerb, geschaffen werden wird, *zugleich* den Übergang zum Intra-Wettbewerb zwischen den Erneuerbaren von sich aus unterstützt bzw. überhaupt zulässt – oder ob an dieser Stelle der Entwicklung dann erneut eine konzeptionell neue Ausgestaltung ansteht.

- Der zweite konzeptionelle Vorteil ist die Betrachtung des Zeitstrahls als eine variable Größe, die außer Acht gelassen werden kann. Bei dem vorliegenden Business Case ist es nicht zwingend zu wissen, ob das Ereignis im Jahr 2030 oder im Jahr 2050 oder in einer Zeit dazwischen oder danach eintritt. Wichtiger ist vielmehr, dass es einen Zeitpunkt gibt, ab dem die Stromversorgung zu größer gleich 100% aus Erneuerbaren Energiequellen gespeist wird und das bei einem Überangebot grüner Erzeugungskapazitäten ein diskriminierungsfreier Wettbewerbsrahmen notwendig ist. Damit ergeben sich leitende Forschungsfragen, die aus betriebs- und energiewirtschaftlicher Sicht zu betrachten sind.

Im Folgenden wird wie folgt vorgegangen. Das dritte Kapitel vergewissert sich der Herausforderungen, skizziert die Quellen der Dynamik in der Entwicklung des Aufwuchses der EE im Stromsystem – bleibt also in dem eben eingeführten Bild gesprochen auf der Seite des Schlosses. In Kap. 3.1 werden das EE-Potential der Bundesländer und ihre (in Summe) überambitionierten EE-Ziele skizziert. Da nicht alle Blümenträume in Erfüllung gehen können, sind die widersprüchlichen Ansprüche zu begrenzen. Konfliktlösung ist Aufgabe des Integrationsmanagements, das in dieser Phase ansteht: durch Koordination der Ausbaubeiträge von fluktuierenden Erneuerbaren Energien untereinander nach Region/Land und technologischem Typ (Vollkostenwettbewerb der EE). Zur Aufgabe des Integrationsmanagements gehört zudem die Sicherstellung einer asymptotischen Entwicklung, also dass der eingeschlagene Wachstumspfad

spätestens 2040 und mindestens 80 % bis spätestens 2050. (vgl. BMWi/BMU 2010; vgl. Luhmann 2012, insbes. FN 1).

nicht erst bei Ausschöpfung des prinzipiell verfügbaren Potentials endet, sondern vorher einschwenkt, am besten bei „100%“.

Im Anschluss wird die Integrationsaufgabe in Kapitel 4 aus dem Blickwinkel betrachtet, dass der stationäre Zustand erreicht ist, in dem ein latentes Überpotenzial an EE herrscht. Auf dem Weg von einem Inter- zu einem Intra-Wettbewerb wird die Wettbewerbsrahmung, insbesondere das (zukünftige) Strommarktdesign, in Kapitel 4.1 näher betrachtet. Fortan werden in Kapitel 4.2 Ansätze zur Ausgestaltung eines Intra-Wettbewerbs diskutiert. Leitend ist dabei die Frage nach welchem Kriterium ein Überangebot an EE-Einspeise-Verlangen abgestimmt werden kann, wenn der Grenzkostenansatz nicht greift. In Kapitel 5 wird schließend ein zusammenfassender und perspektivischer Blick, auch im Hinblick auf neue Geschäftsmodelle gegeben.

3 Herausforderung Integrationsmanagement

3.1 Das EE-Potential der Länder und ihre überambitionierten EE-Ziele

Die Energiewende markiert einen stabilen Entwicklungspfad, da sie von einem All-Parteien-Konsens getragen wird. Jedoch ist der Bund, anders als von Teilen der Öffentlichkeit angenommen wird, nicht mit Allmacht für die energiewirtschaftlichen Entscheidungen in Deutschland ausgestattet. Die Rolle der Länder im föderalistischen Entscheidungssystem Deutschlands ist so bedeutend für die Machtverteilung, dass die Bundesregierung ohne die Länder keinen 'Masterplan' entwickeln kann. Mit dem Ausgang der Wahlen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz, nach den vorherigen Regierungswechseln in NRW und Schleswig-Holstein, haben die SPD/Grün-geführten Bundesländer das Sagen im Bundesrat. Genauer: Sie können das Sagen haben, aber nur, wenn die Länder sich einig sind. Das wissen diese und haben beschlossen, einig sein zu wollen.

Damit rücken die EE-politischen Positionen der Länder in den Vordergrund. Die werden von ihren Standortinteressen bestimmt. Schleswig-Holstein sieht sich als Windenergie-Export-Land. Rheinland-Pfalz mit seinen für Windenergie ertragreichen Berghängen positioniert sich als Netto-100-Prozent-Land bis 2030. Das dichtbesiedelte Nordrhein-Westfalen stellt erstaunt fest, welch unerwartet hoher Windenergie-Beitrag selbst auf eigenem Boden zu erreichen ist. Die ostdeutschen Bundesländer sehen in den Erneuerbaren per se ein heißersehtes Wertschöpfungspotential auf eigenem Boden. Bayern, das bislang fast allein die PV-Potentiale abgriff, hat sich den Potentialen der Wind-Onshore-Option geöffnet – dasselbe gilt für Baden-Württemberg –; und diese Option hat technologisch gerade zwei Durchbrüche erfahren: a) Spezialisierte, deutlich verbesserte Anlagen für Schwachwind-Standorte sind auf dem Markt; und b) sie ist soweit, dass die Anlagen in Wäldern stehen und die Rotoren sich über den Wipfeln drehen können. Niedersachsen schließlich ist als Anrainer des deutschen Entenschnabel-Gebiets in der extrem windreichen Deutschen Bucht eh das geborene Offshore-Windkraft-Land.

Ein quantitatives Gesamtbild der neuen Situation wird alljährlich von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zusammengestellt, formal zu Zwecken der Netzplanung. Die Bundesländer offenbaren der BNetzA ihre Ausbaupläne als „Anmeldung“, mit der Bitte bzw. Erwartung, die möge das bei der Netzplanung berücksichtigen, sodass ihre hochfliegenden Pläne zu einem möglichst hohen Teil ermöglicht werden. Im Zweck der Abfrage liegt zweifellos ein Anreiz zur Übertreibung; dessen ungeachtet gilt: Die angemeldeten Erneuerbaren-Ausbau-Ziele der Länder sind als Ausdruck kollektiver Ambitionen in Erneuerbaren-Produktion ernst zu nehmen.

Tabelle 1: (Last-)Angaben, stilisiert - die Veränderung von Last- und Leistungskennwerten zwischen heute und in mittlerer Zukunft (< 2030) nach Ambitionen der Bundesländer

	Ist in 2012	Planung (Bund/Länder) 2025/2030
	in GW	in GW
Höchstlast	80	68°
Gesicherte Leistung (aus DKW)	88	73°°
Willkürlich einsetzbare EE-Kapazität*	12	15
Fluktuierende EE (PV & Wind)	61	165
Dezentrale fossile Klein-Einspeisung (BHKW)	2**	12
Abschaltbare Lasten / DSM	3***	5
Summe Gesicherte / Willkürliche Leistung* (g-w-L)	102	100
Summe FEE	61	165
Verhältnis FEE/ Residuale g-w-L (-DSM)	62%	174%
Verhältnis FEE/ Residuale Höchstlast (-DSM)	80%	260%

* incl. (Lauf-)Wasserkraft

** möglicherweise überlappend mit „Willkürlich einsetzbare EE-Kapazität“

*** Höchstwert nach VO zu Abschaltbare Lasten – muss nicht in Stein gemeißelt sein.

° paralleler Rückgang der Höchstlast gemäß Stromverbrauchsziel der BuRe (hier als minus 15 % in 2030, nach Politikscenarien VI für BMU, angenähert).

°° maximal erwartete Kapazitätslücke in 2020 in Höhe von minus 15 GW unterstellt.

Quelle: vgl. Angaben zu Tabelle 2

Die Größenordnung der Länder-Ambitionen ist bereits in der Kategorie „Leistung“ ein Extremszenario. Das ist in Tabelle 1, rechte Spalte, gezeigt. Vergleicht man die gemeinsamen Ziele in der rechten Spalte mit den Ist-Werten der mittleren Spalte, so stechen folgende Ergebnisse hervor:

- Die Kapazitäten von PV & Wind verdreifachen sich.
- Höchstlast, also der maximale Bedarf, sowie die gesicherte Kraftwerksleistung, also der Bestand an großen Dampfkraftwerken zur Sicherstellung der Höchstbedarfsdeckung, gehen beide zurück, etwa proportional.
- Als neue Spieler kommen mit starken Wachstumsraten ins Spiel
 1. die willkürlich einsetzbaren dezentralen Kraftwerke, mit gelagertem Brennstoff (BHKW), und
 2. das Potential des Lastausgleichs auf der Nachfrageseite (Demand Side Management – DSM).

Bei den angegebenen Werten handelt es sich nicht um eine Prognose in strengem Sinne – dann müsste die zeitliche Terminierung präzise sein. Es geht hier vielmehr darum, ein Maß für die bestehende kollektive Ambition für die Zukunft bereitzustellen – dann ist es methodisch erlaubt, die terminlichen Angaben eher symbolisch zu verwenden.

Ein Vergleich der beiden rechten Spalten in Tabelle 1 legt die Struktur des erstrebten Wandels in knapp zwei Jahrzehnten dar. Die Verhältniszahlen in den beiden unteren Zeilen zeigen, ihre Kernbotschaft ist, dass eine „Revolution“ stattgefunden hat (bzw. von heute aus formuliert: zu erwarten ist). Das drückt sich darin aus, dass beide Werte von deutlich unter Eins (<100%) auf Werte knapp unter bzw. deutlich über dem Zweifachen wechseln – um den Faktor Drei. Eine Stromwelt, in der sich das Verhältnis von willkürlich einsetzbaren Kraftwerken zu unwillkürlich sich dem System aufprägenden Kraftwerken in diesem Maße ‚verkehrt‘ hat, ist offenkundig eine dramatisch andere. Dramatisch deshalb, weil die willkürlich Einsetzbaren die Effekte der Unwillkürlichen zu managen haben, und zwar so, dass die Frequenz konstant bleibt, und das in jeder (Milli-)Sekunde. Das ist die Herausforderung.

Die sich von unten, von der Ebene der Bundesländer, hochdrückende Ambition kann in *Strommengen* aus erneuerbaren Quellen und ihrem zeitraumabhängigen Zuwachs umgerechnet werden. Diese können ihrerseits in *Anteilszahlen*, in *Strommengen* aus erneuerbaren Quellen relativ zum Bruttostromverbrauch, überführt werden. Dieser Quotient repräsentiert die

heute politisch relevante Denkweise, da er mit der kategorialen Vorgabe in der Erneuerbare Energien Richtlinie (EED, 2009) der EU etabliert wurde. Allerdings beschreibt diese Kennzahl noch nicht in präziser Weise das eigentlich ‚Revolutionäre‘ an dem Entwicklungspfad, auf den wir uns mit dem hinsichtlich seiner Stabilität heiklen Stromsystem begeben haben. Denn das wirklich ‚Revolutionäre‘ ist der zuwachsende und im Ergebnis hohe Anteil von Einspeisungen aus nicht-willkürlich einsetzbaren Anlagen (Fluktuierende Erneuerbare Energien – FEE). Ausgeschlossen ist darin der Einsatz von Brennstoffen biogenen Ursprungs in Dampfkraftwerken oder in BHKW. Präzise betrachtet geht es folglich um den Anteil der FEE am Bruttostromverbrauch. Dieser Anteil ist aussagekräftiger, da er den entscheidenden – den die Systemstabilität potentiell gefährdenden – Teil darstellt.

Um die (Über-?)Höhe der kollektiven und unabgestimmten Ambition zu zeigen, werden im Folgenden diese Rechenergebnisse der BNetzA den ursprünglichen Plänen der Bundesregierung gegenübergestellt – in der Kategorie „Strommengen-Anteile“.

Bei dieser Zahl geht im *Nenner* eine Projektion des Stromverbrauchs ein. Im September 2010 hat die Bundesregierung ein Stromeinsparziel vorgegeben, eine Minderung des Stromverbrauchs um 10% in 2020 und 25% in 2050 (relativ zu 2008 mit 615 TWh). Von dieser Vorgabe wird hier ausgegangen, auch wenn sich in der Netzplanung inzwischen die „Realisten“ durchgesetzt haben, die schon ein Konstant-Halten des Stromverbrauchs für ein äußerst anspruchsvolles Vorhaben halten.

Im *Zähler* der Anteilzahl stehen die kollektiven Erneuerbaren-Pläne der Bundesländer, erreicht zu Mitte der 2020er Jahre. Dass diese Datierung des Eintreffens aus methodischen Gründen überzogen ist, wurde eingeräumt. Dieselbe Zielmarke wird erreicht im „Energiewende-Szenario“, welches in der Studie Politikszenerarien VI für das BMU, also das Erneuerbaren-freundliche Ressort innerhalb der Bundesregierung, jüngst publiziert wurde. Das Eintreffen ist dort auf 2030 terminiert. Für den hier angestrebten Vergleich wurde das Eintreffdatum gleichgesetzt.

Tabelle 2: Aufwuchs an EE-Kapazitäten und -Strommengen zwischen heute und mittlerer Zukunft (<2030) – Ambitionen der Bundesländer und der Ziele der Bundesregierung im Vergleich

	Bundesländer-Ambition		Politiksznarien VI (BMU)		Differenz in Mengen
	Kapazitäten in 2024 in GW	Mengen in 2024 in TWh/a	Kapazitäten in 2030 in GW	Mengen in 2030 in TWh/a	in TWh/a
Wasserkraft	4	20	5	24	+4
Wind	90	233	55	142	- 91
Wind	16	64	25	100	+36
PV el	58	58	79	79	+21
Biomasse	8	42	10	53	+11
Sonstiges	1	3	8	16	+13
Summe	177	420	181	414	-6

Quellen: für „Bundesländer-Ambition“: ÜNB 2013; für „Politiksznarien VI (BMU)“: Matthes et al 2013

Zusammengenommen addieren die offenbarten Ambitionen der Bundesländer sich auf 77% in 2024; extrapoliert ergibt das einen Wert von 100% für das Jahr 2030. ‚Mindestens 50% bis 2020 und 100% bis 2030‘ heißt es denn auch im Wahlprogramm der Grünen (vgl. Bundeswahlprogramm 2013: 43). Rein faktisch ist das korrekt – die Grünen spiegeln in ihrem Wahlprogramm die Situation kollektiver Ambitionen, wie sie ist.

Hier wird das entspannter genommen. Das in Tabelle 2 in der Kategorie „Strommengen-Anteile“ Gezeigte wird hier so interpretiert: In 2030 wird der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen insgesamt am Bruttostromverbrauch in Deutschland mindestens bei 75% liegen. Der Anteil für die FEE, also für PV und die beiden Wind-Optionen, wird bis 2030 in der Größenordnung von 65% zu liegen kommen. Angesichts dieser ‚Planungen‘ erhält eine Quote von 100% Erneuerbarer Energie an Aktualität und verliert ihren fiktionalen Charakter.

3.2 Strom zu 100% aus Erneuerbaren Energien – interne Konflikte

Im Folgenden geht es um die Konflikte in dem verfolgten Summen-Ziel „100%“ (bzw. > 100%). Das sind Konflikte hinsichtlich des Ausmaßes je zu realisieren-der Erneuerbaren-Technikoptionen und deshalb Konflikte zwischen den (Standort-)Eignern dieser Optionen, zwischen Bundesländern.

Das Motiv der Bundesländer: Sie verhalten sich ähnlich wie ‚Ölscheichs‘ – mit dem Unterschied, dass ihr Bodenschatz nicht eine Öl-führende Erdschicht ist sondern Erneuerbaren-höffige Gebiete innerhalb ihrer Landesgrenzen. Die Zielangaben der Bundesländer in Summe mögen etwas „Weltfernes“ an sich haben, das aber ist kein Grund, ihnen die Wahrnehmung zu verweigern. Vielmehr ist es gerade dieser Charakterzug, der mittels eines Vergleichs mit einem auf ökonomische Effizienz und in diesem Sinne auf Realismus getrimmten Szenario den Kern des bestehenden Konflikts der Länder untereinander besonders gut anschaulich zu machen vermag.

Es besteht ein zweiter Konflikt. Für eine natürliche Bremsung der hohen Dynamik in die Eigenversorgung, dass sie gerade bei 100% in einen stationären Zustand einschwingt, ist kein Grund zu erkennen, wenn denn wertschöpfungs-trächtige Optionen im Übermaß zur Verfügung stehen. Auch die Netto-Export-Position ist eine Option, die auch andere Regionen in Europa (Schottland z.B.) anstreben.

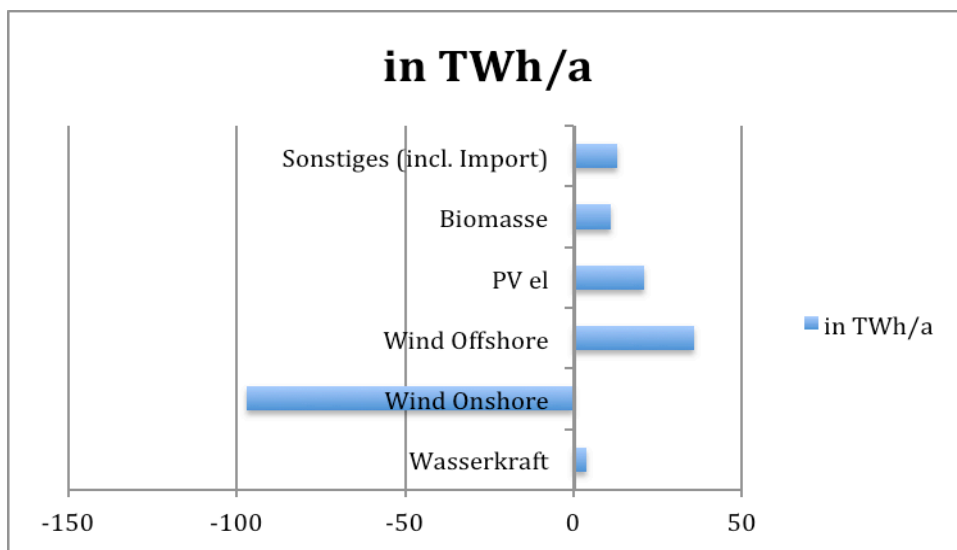
Für einen individuellen Blütentraum besteht die Möglichkeit, dass er aufgeht, doch für die Summe aller Blütenträume ist das natürlich ein Objekt der Unmöglichkeit. Konfliktaustrag ist somit angesagt. Und zwar zunächst der Erneuerbaren-Optionen untereinander, hinsichtlich der Standortentscheidungen, und das unter Leitung ihrer Vorsitzenden, der jeweiligen Bundesländer. Zwei Aspekte stehen zur Klärung an.

(1) Die Abstimmung der Zubau-Pläne der einzelnen Bundesländer. Darum geht es in den laufenden Verhandlungen der Länder unter Moderation des Chefs des Bundeskanzleramtes. Ziel ist, zu einem gemeinsamen Mengengerüst des Erneuerbaren-Aufwuchses zu kommen, differenziert nach Technologien und zumindest grob auch nach Regionen – ein reformiertes EEG hat dann die Anreize für private Investoren so zu setzen, dass das verabredete Mengengerüst auch in etwa so erreicht wird und ein jedes Bundesland seinen fairen Anteil an Wertschöpfungsmöglichkeit erhält. Die Netzplanung hat dieses

regionalisierte Bild zu ermöglichen. Aus diesen drei, so verknüpften, Elementen wird der kommende Masterplan bestehen.

(2) Die Abstimmung des Ziels für die Stromeffizienz. Da die Debatte über die Erneuerbaren-Zuwachs-Ziele im Stromsystem letztlich in Anteilszahlen geführt wird, ist das kommunizierte Ergebnis stark abhängig von der Projektion des Strombedarfs.

Abbildung 1: Differenzen hinsichtlich Erneuerbaren-Ausbau-Optionen



Quelle: Wuppertal Institut

Abbildung 1 zeigt: Die Länder wollen weniger in fast allen Erneuerbaren-Optionen – sie wollen insbesondere auch keine Verlagerung von Wertschöpfung ins Ausland, sie wollen keine Netto-Strom-Importe aus Sonne und Wind. Da in Summe die Ziele gleich sind, muss es zu all dem Weniger ein Mehr geben: Die Differenz zum Ausgleich liegt fast allein beim Mehr in Wind-Onshore. Davon wollen die Länder – unkoordiniert wohlgermerkt nur, als ‚Roh-Wille‘ gleichsam nur, – massiv mehr, als die Bundesplanung für vernünftig hält. In diesem Punkt markiert die Vernunft der Bundesplanung den ungelösten Zentralkonflikt unter den Ländern.

Dass so viel an Wind-Onshore-Potential zur Verfügung steht, ist Ergebnis einer kürzlichen Entwicklung. Die Entscheidung pro Wind-Offshore, hätte man sie heute zu treffen, fiel nun wohl gänzlich anders dimensioniert aus. Die Konsequenz des späten Aufwachens und nun massiven Drängens auf In-Wert-Setzung eines hohen Anteils eigener Standorte in Wind-Onshore: Es ist so wie es ist – zurück geht es nicht mehr, das einmal Begonnene ist nun durchzuzie-

hen. Dass Strom aus Wind-Offshore-Anlagen spezifisch und frei Süddeutschland derzeit rund zwei- bis dreimal soviel kostet wie Strom aus Wind-Onshore-Anlagen, ist nun unerheblich, kann keine Rolle mehr spielen – die Aufträge für die ableitende Netz-Infrastruktur in der Nordsee sind bereits vergeben, also *sunk cost*. Im Nordwesten Deutschlands, in extremer Randlage, deshalb in extremer räumlicher Konzentration, ist seit langem der Aufbau einer Kapazität in der Größenordnung von über 20 GW vorgesehen – das entspricht der Kapazität des bis Anfang 2011 in Deutschland verfügbaren Kernkraftwerksparks. Die gesamte Netzgestalt, die im Bundesbedarfsplan gerade einhellig vom Bundesgesetzgeber verabschiedet wurde, macht nur Sinn mit einem wesentlichen Wind-Offshore-Anteil aus der Nordsee, im Entenschnabel. Die Kostenlawine rollt und ist zwangsläufig in der EEG-Umlage zu spiegeln.

Im Hinblick auf das ambitionierte Überpotenzial der Länder und vor dem Hintergrund, dass ein Stromsystem mit 100% Erneuerbaren Energien technisch funktionieren muss, ist eine grundsätzliche Transformation des technischen Stromsystems und des (dazu komplementären) Strommarktdesign unausweichlich – und erlaubt auch keinen langen Aufschub mehr. Nur so kann ein Integrationsprozess Erneuerbarer Energien, zunächst mit den konventionellen Erzeugungsoptionen, perspektivisch dann in einer Art Intra-Wettbewerb der „grünen Optionen“ untereinander, erfolgen.

4 Integrationsmanagement 2.0

Die Lösung der in Kapitel 3 dargestellten Konflikte steht an. Das ist Aufgabe des „Integrationsmanagements“. Es besteht, so wurde hergeleitet, in einer Wettbewerbsordnung dem sogenannten „Marktdesign“. Das Integrationsmanagement wurde analytisch in zwei Phasen unterschieden, die im Titel dieses Aufsatzes mit den Stichworten „Inter-Wettbewerb“ und „Intra-Wettbewerb“ belegt wurden. Bei der ersten Phase geht es um die wettbewerbliche Ordnung der Koexistenz von zwei Typen von Erzeugungsanlagen, die auf fossile oder erneuerbare Quellen zugreifen – das ist die Phase des Übergangs. Bei der zweiten Phase geht es um die Ordnung der Koexistenz von diversen Erzeugungsanlagen erneuerbaren Quellen – das ist die Phase des eingeschwungenen Zustands.

4.1 Strommarktdesign für die Phase des Inter-Wettbewerbs

4.1.1 Das aktuelle Strommarktdesign

Mit dem Begriff Strommarktdesign wird die Summe von Strommengenmarkt (Energy Only Market – EOM) und komplementären Leistungs- bzw. Kapazitätsmärkten bezeichnet. Letztere sind in Deutschland inzwischen ausgeprägt mit Maßgaben

- für Regelernergie-Kapazitäten;
- für Ausgleichs-Kapazitäten (DSM) sehr großer Einheiten (≥ 50 MW) auf Hochspannungsebenen nur (≥ 110 KV) (AbLaV);
- für Kapazitäten von Reservekraftwerken (ResKV);
- für Redispatch und Blindstrom (durch FSV auf BNetzA-Ebene; qua regulierter Entschädigung).

Zudem ist, mindestens für große Dampf- und Turbinenkraftwerke, möglicherweise unter Einschluss von DSM geringerer Kapazitäten, eine „Kapazitätsmarkt“-Regelung i.e.S. in Vorbereitung, also zur Vorhaltung „gesicherter (Erzeugungs-) Leistung“.

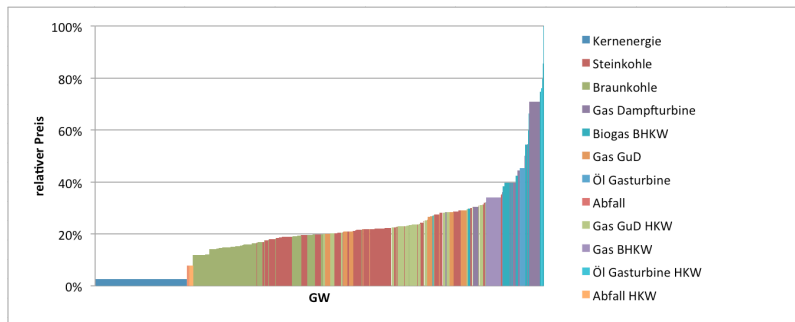
Unter Energy Only Market (EOM) wird ein Handelsplatz verstanden, der Käufern und Verkäufern ermöglicht, Strommengen (zu definierten Lieferzeiträumen) sowohl über den Kassahandel als auch über den Terminmarkt zu erwerben. Der EOM steht seit der Strommarkt-Liberalisierung im Mittelpunkt, weil der Fokus der Marktgestaltung seitens der Politik sich zunächst auf die Erhöhung der kurzfristigen Effizienz der Strombereitstellung gerichtet hatte – die meisten Elektrizitätsmärkte in Europa waren schließlich mit großen Überkapazitäten in die Liberalisierung gestartet. Deswegen wurde gemeint es sich erlauben zu können, die Frage ausreichender Investitionsanreize für das Halten des Bestands an und für neue Kraftwerkskapazitäten zunächst nicht zu stellen, auf die Zukunft zu verschieben – eine nicht nachhaltige Form der Strommarktordnung war geschaffen worden.

4.1.2 Die Rolle der Grenzkostenorientierung (Merit Order)

Dem aktuellen EOM bzw. seinem theoretischen Nachvollzug via Modellierung liegt die Merit Order in ihrer einfachsten Ausprägung zu Grunde (vgl. Abb. 2). Der Strompreis bildet sich bei gegebener Nachfrage aus der sortierten Grenzkostenkurve der Stromerzeugung (= Merit Order) und führt zum effizienten (= kostenminimalen) Einsatz der verfügbaren Kraftwerke. Realisiert wird das über einen kurzfristigen Terminmarkt, dem Day-Ahead-Spotmarkt der EEX. Da werden für jede Stunde des folgenden Tages Auktionen für Strom(band)lieferungen durchgeführt.³ Zum Einsatz kommen im Ergebnis sämtliche Kraftwerke, welche Grenzkosten aufweisen, die geringer sind als der Market Clearing Price – der ergibt sich als Schnittpunkt der Grenzkostenkurve der Stromanbieter mit der Stromnachfragekurve. Anbieter unterhalb des so ermittelten Marktpreises Erlösen Deckungsbeiträge für ihre fixen Kosten; Anbieter oberhalb des so ermittelten Marktpreises kommen nicht zum Zuge.

³ Der Kassamarkt am folgenden Tag dient nur noch der kurzfristigen Adjustierung.

Abbildung 2: Standard Merit Order



Quelle: Wuppertal Institut

Grenzkosten sind prinzipiell die Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Produktes entstehen. Im Strommarkt bisheriger Form, mit seiner Dominanz von fossil befeuerten Dampf- und Turbinenkraftwerken, werden die Grenzkosten als Summe von drei Werten verstanden:

- Brennstoffkosten aus dem Betrieb des jeweiligen Kraftwerks, also abhängig vom Wirkungsgrad und damit vom Alter des Kraftwerks;
- den übrigen variablen Betriebskosten; sowie
- den Kosten für den Erwerb von CO₂-Emissionsrechten.⁴

Formel 1: Grenzkosten eines fossil befeuerten Dampfkraftwerks

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis}}{\eta} + \text{Zertifikatspreis} \cdot \frac{\text{spz. Emissionsfaktor}}{\eta} + \text{var. Betriebskosten}$$

η = Kraftwerkswirkungsgrad; Quelle: FfE 2010: 3

Die Gestalt dieser speziellen Merit Order ist über die Zeit recht stabil, da sich die dort gespiegelten Marktpreise nicht täglich grundsätzlich ändern.

Mit der massiven Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen, insbesondere der ‚physikalischen‘ unter ihnen (PV und Wind = FEE), ändert sich Entscheidendes:

(1) erhält die Merit Order in der vorliegenden Form eine andere Gestalt. FEE haben Grenzkosten von Null oder mindestens nahe Null; sie stücken deshalb vorne an und verlängern damit den Teil zu Niedriggrenzkosten.⁵

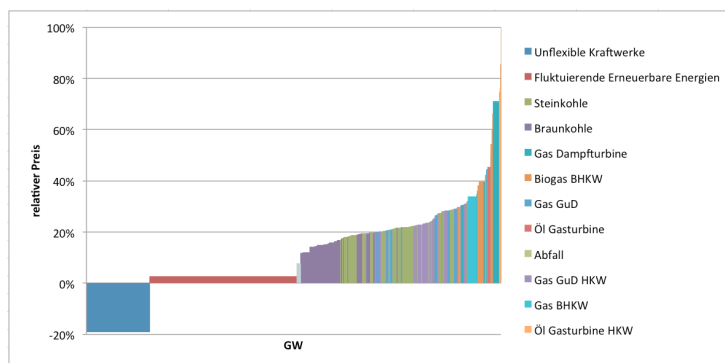
⁴ vgl. FfE 2010: 1-3. Da auch die Definition: „Die Merit Order wird gebildet, indem der Kraftwerkspark aufsteigend nach diesen Grenzkosten sortiert wird und diese Größe über die kumulierte installierte Leistung aufgetragen wird.“

(2) Es entsteht das Phänomen der Residuallast, d.h. eines Bedarfs der Deckung eines Restes an Last, dessen, was die FEE ‚übriglassen‘. Diese Residuallast weist (dynamische) Eigenschaften aus, die denen der FEE gleich sind – der Komplementarität wegen ist nur ihr dynamisches Vorzeichen entgegengesetzt. Kennzeichen der FEE ist Zweierlei, was auch die Residuallast charakterisiert:

- a) Die von ihnen erzeugten ‚Rampen‘ sind ungewöhnlich häufig und gelegentlich auch ungewöhnlich steil.
- b) Ihre Prognostizierbarkeit ist eingeschränkt verlässlich.

Konsequenz ist, dass für die zu einer ausgleichenden Fahrweise gezwungenen konventionellen Kraftwerke Grenzkosten entstehen, die weit jenseits derjenigen liegen, die die übliche Form der Merit Order ausweist.

Abbildung 3: Merit Order im Stadium des Inter-Wettbewerbs



Quelle: Wuppertal Institut

Gründe für die Formveränderung sind:

- a) Substanzverzehr (Lebensdauerverkürzung) durch Abfahren steiler Rampen;
- b) Antizipierte Einkommensverzichte durch Inflexibilität im Wiederauffahren nach Drosseln unter gewisse Leistungsgrenzen.

Konsequenz ist, dass faktisch Situationen mit aktuell negativen Grenzkosten entstehen, die sich dann auch in negativen Preisen im EOM ausdrücken. Die Häufigkeit solcher Situationen ist positiv korreliert sowohl mit dem Ausmaß der Unstetigkeit der FEE als auch der Inflexibilität von Anlagen im konventionellen Kraftwerkspark.

⁵ Das führt zu einer erhöhten Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines niedrigeren Market-Clearing-Preises, welches sinkende Preise an der Strombörse zur Folge hat – exakt das, was zu beobachten ist.

Die Tatsache, dass negative Preise entstehen, die situativ negative Grenzkosten von konventionellen Kraftwerken spiegeln, zeigt, dass die Stilisierung des Marktgeschehens mittels einer Grenzkostenkurve, die allein positive Grenzkosten zeigt, im Minimum Null, den in Wirklichkeit auftretenden Grenzkosten nicht entspricht. Es existiert auch ein negativer Ast von Grenzkosten konventioneller Kraftwerke. Die Aufgabe ist, die FEE mit ihren „Grenzkosten nahe Null“ da korrekt einzuordnen.

Nach dieser Darstellung des Ist-Strommarktdesigns werden im Folgenden zwei relevante Denkschulen dessen referiert, wie das Strommarktdesign reformiert werden sollte, um den Aufgaben der zunehmenden Integration von FEE entsprechen zu können.

4.1.3 Strommarktmodelle in spe

Das herrschende Strommarktdesign weiterzuentwickeln ist grundsätzlich in mehrere Richtungen vorstellbar – hier werden zwei herausgestellt:⁶ (a) Entweder in Richtung Erweiterung der Kapazitätsseite oder (b) in Richtung Modifizierung der Mengenseite des Designs. Stichworte sind „Kapazitätsmechanismen“ und für die Mengen- bzw. EOM-Seite „Preis-differenzierte Modelle“.

Auf der Kapazitätsseite geht es um die Erweiterung des Energy Only Marktes mit Hilfe von sog. „Kapazitätsmechanismen“, um Anreize für „leistungsbezogene Investitionsentscheidungen bzw. den Kapazitätserhalt zu setzen“ (Growitsch et al. 2013: 5). Zu den meist-diskutierten Modellen in Deutschland gehören das vom EWI entwickelte Modell der Versorgungssicherheitsverträge (vgl. EWI 2012) und das vom WWF in Auftrag gegebene Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes (vgl. Öko-Institut et al. 2012). In einer Clearing-Studie im Auftrag des BMWi sind die Integrationsmöglichkeiten dieser beiden Konzepte von den Autoren gemeinsam herausgearbeitet worden.

Die Clearing-Studie zeigt einen Forschungsbedarf auf zur Klärung dessen, ob überhaupt ein Marktversagen besteht, welches durch einen Kapazitätsme-

⁶ Das Produkt Strom ist schließlich nach Menge, Zeit, Ort und Qualität differenzierbar; und wegen des Erfordernisses des jederzeitigen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch steht das Produktionsmittel Erzeugungsanlage („Kapazität“) als dummy für die spezielle Qualität „Sicherheit (der Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt)“. Wollte man diese möglichen Differenzierungen sämtlich berücksichtigen, dann erhielte man eine so hohen Grad an Differenzierung der Produkte auf dem Strommarkt, dass ‚ein‘ Markt nicht mehr existierte. Deswegen ist es immer erforderlich, nur eine sehr eingeschränkte Differenzierung vorzunehmen. Kriterium ist Praktikabilität.

chanismus zu heilen sei. Dies sei bislang ungeklärt. Zu klären sei dies dadurch, dass die Kosten eines Marktdesigns ohne Kapazitätsmechanismen berechnet werden, was näherungsweise einen „(...) Vergleich von Stromerzeugungskosten eines Energy Only Marktes und eines Kapazitätsmarktes möglich“ macht (Growitsch et al. 2013: 54). Zudem gilt: Kapazitätsmechanismen sind nicht segmentiert sondern für alle Erzeugungskapazitäten, einschließlich Erneuerbarer Energien, einzuführen – was sich allerdings definitorisch nicht auf die FEE beziehen kann; die erzeugen ja die Residuallast, die, wenn sie auftritt, diejenigen Kapazitäten, um die es hier geht, nachzufahren vermögen – und das können nur ausgewählte. Unter den Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen, diejenigen, die Strom aus einer Konstellation erzeugen, in der entweder bereits Kraft (Pumps- oder Druckluft-Speicher bzw. Batterie) oder chemisch gespeicherte Energie (Biomasse; Biogas; H₂ bzw. CH₄ aus physikalischen Erneuerbaren-Anlagen) vorliegt. Drittens gilt: Das Integrationserfordernis darf nicht auf die Erzeugungsseite beschränkt bleiben. Vielmehr kann zum Lastausgleich auch auf Nachfrageseite beigetragen werden. In Form nachfrageseitiger Flexibilisierungsoptionen (DSM) kann ein gesicherter Beitrag zu einem kosteneffizienten Technologiemarkt bereitgestellt werden. (vgl. dena 2012: 5f.)

Utopisch allerdings ist es zu meinen, die eben aufgezählten Bedingungen für Kosteneffizienz, die wie üblich auf einen ganz breit aufgestellten Ansatz hinauslaufen, könnten bereits im ersten Anlauf erfüllt werden. Da braucht es vielmehr zunächst ein Lernen aller Beteiligten – deshalb ist in dieser Phase ein schrittweises Vorgehen unausweichlich und das impliziert eine zunächst einmal segmentierte Einrichtung von Anreizen zur Errichtung flexibler und angepasster Technologien zur Residuallastabdeckung.

Die Struktur von preisdifferenzierenden Modellen des Strommarktdesign wird hier beispielhaft erläutert am Marktprämienmodell, das allerdings nur für Strom aus erneuerbaren Quellen, der dem EEG untersteht, eingeführt ist. Es geht um die Möglichkeit zur Direktvermarktung, die der Gesetzgeber den Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit der EEG-Novelle von Anfang 2012 eingeräumt hat. Erläutert wird das am Beispiel der Anlagentechnologie „Biogas“, die allerdings nicht den Normalfall abdeckt sondern eine Sonderrolle einnimmt, da sie nicht zu den FEE zählt. Sie hat mit ihrem speziellen Einsatzstoff Biogas chemisch gespeicherte Energie zur Verfügung und damit das Potential, ausgleichsgerichtet bzw. marktorientiert Strom zu produzieren. Die Biogasanlagen

können einen Beitrag zum Abfahren der von den FEE-Stromquellen Wind und PV erzeugten Residuallast erbringen.

Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen der Vergütung, die gemäß EEG für Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt wird, und dem durchschnittlich erzielten Marktpreis aus. Die Erzeuger ‚verzichten‘ damit auf die Einspeisevergütung nicht wirklich, sie ist nur gewandelt: Aus einer Festvergütung wurde eine Mindestvergütung. Die Marktprämie setzt Anreize, Strom verstärkt dann einzuspeisen, wenn der Marktpreis über dem Durchschnitt liegt,⁷ und zu anderen Zeiten weniger – also dann, so kann man schließen, wenn er in seinen Flexibilitäts- bzw. Ausgleichseigenschaften gebraucht wird, statt das Residuallastgebirge unnötigerweise zu erhöhen. Zusätzlich zu der ausgleichenden Marktprämie wird die Managementprämie gezahlt. Die Managementprämie gemäß §§33ff EEG stellt einen finanziellen Anreiz für den Anlagenbetreiber dar und dient der Deckung der Kosten für die Handelsanbindung wie z.B. IT-Infrastruktur und Personal. Die Höhe der Managementprämie ist technologieabhängig und einer jährlichen Degression unterworfen.

Zu Ende 2012 befanden sich rd. 2 GW⁸ Biomasseanlagen in der Direktvermarktung – seitdem ist der Wert auf knapp 2,8 GW (September 2013) gestiegen. Hinzu kommen Nicht-Biogas-getriebene dezentrale Anlagen in der Größenordnung von 0,3 GW und Wasserkraftanlagen, die nur eingeschränkt willkürlich gefahren werden können, mit knapp 0,7 GW.⁹ Ab dem Jahre 2014 ist, im Rahmen des EEG, die Direktvermarktung für Biogasanlagen mit einer Nennleistung über 750 kW installierter Leistung verpflichtend.

Ein weiteres Ertragspotential für Biogasanlagen bietet die Flexibilitätsprämie gemäß §33i EEG. Die Flexibilitätsprämie reizt zu Investitionen in eine erhöhte elektrische Leistung (einschließlich Anlagenkomponenten wie z.B. Gas- und Wärmespeicher) an, die aus der Prämie refinanziert werden können. Dieser Erhöhungsbeitrag an Leistung soll, so die Idee, „bedarfsgerecht“ eingesetzt werden, steht aber nicht den ÜNB als Ausgleichsenergie zur Verfügung. Vielmehr ist die Bedarfsgerechtigkeit der Einsatzweise statistisch, als erwartete

⁷ Als Referenzwerte für die Berechnung der Marktprämie dient neben der anlagenspezifischen Einspeisevergütung, der Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse *EPEX Spot SE*.

⁸ entspricht 39% der installierten Anlagenleistung; vgl. Fraunhofer ISI 2013: 7 sowie, für 2013, http://www.eeg-kwk.net/de/file/20130821_Direktvermarktung_September_-_Veroeffentlichung_Internet.pdf

⁹ ebd.

tes durchschnittliches Verhalten, definiert. Es wird erwartet, dass mehr regelbarer bzw. ausgleichender Strom produziert wird, aufgrund der Vorschrift, dass der Betreiber im Monatsmittel nicht mehr Strom produzieren darf als die EEG-genehmigte (und geförderte) Ausgangsleistung erlaubt. Bis Ende des Jahres 2012 wurde die Flexibilitätsprämie von 158 Anlagen in Anspruch genommen, was einer zusätzlichen Leistung von 48 MW entspricht (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 7).

Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen wird im Normalfall in Kooperation des Betreibers mit einem spezialisierten Stromhändler an der Börse vermarktet. Durch die Einführung des Marktpremienmodells sind neue Geschäftsmodelle entstanden, die auch neue Akteure anziehen. Auf Grund der wirtschaftlichen Vorteile der marktorientierten Anlagenfahrweise sind die Marktakteure motiviert, die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien möglichst genau zu prognostizieren und bei niedrigen bis negativen Börsenpreisen Strom aus ihren Anlagen nicht anzubieten und stattdessen dessen Abregelung vorzusehen. (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 5) Dies, eine verbesserte Prognosegüte, sowie eine zentrale (Fern-)Steuerbarkeit der Anlagen sind entscheidende Voraussetzungen für eine Fahrweise von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die das Entstehen eines sehr kantigen Residuallastgebirges mindert und zugleich einen Beitrag zu dessen Abfahren bietet. (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 7).¹⁰ Es wurde somit ein wirtschaftlicher Anreiz dafür geschaffen, sowohl Konzepte für die Fernsteuerbarkeit der Anlagen als auch Tools zur Verbesserung der Prognosegüte von Parametern der FEE weiter zu entwickeln.

Das Konzept der „verpflichtenden Direktvermarktung ohne Managementprämie“¹¹ knüpft an das aktuelle Marktpremienmodell des EEG an. Leitend ist im Hintergrund eine strategische Vorstellung, einen für alle Energieformen gleichen wettbewerblichen Rahmen zu schaffen. „Am Ende wird auch Strom aus erneuerbaren Energien im Wettbewerb vermarktet werden müssen.“ (bne 2013: 19) „Vermarktung“ steht hier für „Orientierung der Einspeisung am Bedarf“ bzw. für „Bedarfsgerechtigkeit“ – am EOM. Zwar soll in dieser konzeptionellen Weiterentwicklung die zurzeit geltende Managementprämie wegfallen, zur

¹⁰ Das Forschungsvorhaben des FhG-ISI „Regelbarkeit von Windkraftanlagen“ zeigt, dass zukünftig auch Windkraftanlagen mit Fernsteuerungselementen ausgestattet werden können. Damit wären die technischen Voraussetzungen geschaffen, beim Auftreten von negativen Strompreisen auch fluktuierende Anlagentypen abzuregeln. (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 8)

¹¹ Die Managementprämie (EEG §§ 33 ff) ist oben, bei der Darstellung des Konzepts der Direktvermarktungsoption unter dem EEG, übergangen worden. Sie ist ein Aufschlag auf die dort angeführte Mindestvergütung, der Vermarktungsrisiken entgelten soll.

Erreichung der Investitionssicherheit, soll aber die „[...] Differenz zwischen Vermarktungserlös und Einspeisevergütung – wie bisher – dynamisch ausgeglichen werden.“ (bne 2013: 12) Mit dem Konzept der „verpflichtenden Direktvermarktung ohne Managementprämie“ würden sich am Ende nur zwei Komponenten ändern: 1) *alle* Erzeugungsenergien sind zur Direktvermarktung *verpflichtet* und 2) sie bekommen nur im Fall eines (potenziell) negativen Verkaufserlöses eine staatliche Unterstützung (und nicht wie derzeit eine generelle Managementprämie).

Die beiden prototypisch dargestellten Designkonzepte für den Strombereich stehen für eine Fülle von im Detail reichhaltig differenzierten Formen. Unabhängig von all dem Detail bleibt unterm Strich die Frage offen, wie ihre Elemente zu einem einigermaßen einheitlichen Design zusammenwachsen können. Der Wettbewerb zwischen fossilen und erneuerbaren Energien bleibt damit Gegenstand einer segmentierten Regulierung („Marktdesign“), die noch weit entfernt ist von einer integrierten Regulierung – auch wenn den Beteiligten die Notwendigkeit einer Bewegung in diese Richtung als Perspektive vor Augen steht.

4.2 Strommarktdesign für die Phase des Intra-Wettbewerbs Erneuerbarer Energien

Was wird sich mit der Phase des Übergangs in den eingeschwungenen Zustand geändert haben?

Gleichgeblieben sein wird jedenfalls der herausragende Charakter eines auf FEE basierten Stromsystems, dass eine Residuallast spezifischen Charakters entsteht (bzw. ‚produziert‘ wird) und ‚abgefahren‘ werden muss – durch nachfrageseitige *und* erzeugungsseitige Reaktionen; durch ein Zusammenspiel beider also. Die damit gegebene Koordinations- (bzw. Integrations-) Aufgabe kann nur marktlich gemeistert werden. Ein Marktregime ist deshalb unausweichlich.

Die wesentlichen Änderungen sind:

- 1) Die Gesellschaft, insbesondere die Marktregulatoren, werden eine Menge Erfahrungen gesammelt haben.
- 2) $\geq 100\%$ EE bedeutet Zweierlei: (i) Es wird in einem spezifischen Sinne eine Überkapazität an FEE installiert sein, von Anlagen somit, die zu relevanten Zeitpunkten produzieren können, wenn keine aktuelle Nachfrage ansteht –

die also zu Grenzkosten von Null speicherbare Energieträger aus erneuerbaren Quellen produzieren können. (ii) Die Erzeugungsanlagen („Kraftwerke“), die die Residuallast (nach Abzug des effizienten nachfrageseitigen Beitrags zum Lastausgleich) abzufahren haben, werden einen aus erneuerbaren Quellen hergestellten Sekundärenergieträger einsetzen.

- 3) Diese Kraftwerke werden im wesentlichen neu errichtet sein und deswegen den Flexibilitätsanforderungen, die die Residuallastfahrweise erfordert, weit besser angepasst sein als ihre Vorgänger („alte Möhren“).

Das Strommarktdesign der hier betrachteten Phase hat diesen Charakteristika und Änderungen zu entsprechen. Wieder wird es ein EOM-Design mit allfälliger Ergänzung durch Kapazitäts(Markt)Regelungen sein. Wir beginnen deshalb wieder mit einer Erwägung zur Gestalt der Merit Order in der hier betrachteten Phase.

4.2.1 Grenzkosten und Funktion der Merit Order bei Strom aus Erneuerbaren Quellen zu 100%

Für den hier betrachteten Fall einer Stromeinspeisung zu 100% aus Erneuerbaren Energien gehen wir zunächst der in Kapitel 4.1 gemachten Unterstellung nach, die Grenzkosten der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) seien gleich Null. Für den eingeschwungenen Zustand von 100% ist diese Klärung von Bedeutung, weil Strom aus diesen Quellen dominiert und ein Kriterium benötigt wird, um zwischen ihnen eine nicht-willkürliche Diskriminierung zu erreichen bzw., komplementär, hoch volatile Preise wegen gleicher Grenzkosten vermeiden zu können. Anschließend gehen wir der Frage nach, ob die Merit Order und damit der EOM auch bei vollständiger Stromeinspeisung aus erneuerbaren Quellen noch ein geeignetes Design zu deren Differenzierung und damit Integration bietet.

Schaut man genau hin, so gilt: Die Grenzkosten von FEE sind nicht wirklich gleich Null. Fluktuierende bzw. ‚physikalische‘ Erneuerbare Energien wie Windkraft, PV, Laufwasserkraftwerke und Geothermie haben Grenzkosten unterschiedlicher Höhe – doch diese sind vergleichsweise niedrig, tendieren gegen Null. Sie stehen deswegen ganz links im positiven Ast der Merit Order.

Bei den FEE fallen verbrennungsbedingte Grenzkosten natürlicherweise nicht an, also keine Kosten in Abhängigkeit vom Brennstoffeinsatz und von der Emissionsmenge. Variable Betriebskosten bleiben bestehen. Bei Abregelung von PV-Anlagen können das Verschleißkosten eines Wechselrichters sein, es

können auch Kosten für eine etwaige Direktvermarktung sein, die sich aus Prognose-/Profil-/Handelskosten ergeben. Bei der Windtechnologie sind es Wartungskosten.¹² Tabelle 3 führt die Größenordnung der variablen Betriebskosten fluktuierender Erneuerbarer Energien auf.

Tabelle 3: Variable Betriebskosten der FEE

	PV klein	PV Groß/Fläche	Wind Onshore	Wind Offshore
Jährliche var. Betriebskosten in [€/MWh]	0,005	0,005	0,018	0,035

Quellen: In Anlehnung an: Fraunhofer ISE 2013: 11; sowie mündliche Mitteilungen aus der Branche

Rechts neben diesen Technologien zu Grenzkosten nahe Null liegen die Technologien, die mit gespeicherter Energie aus erneuerbaren Quellen das durch die FEE aufgetürmte und sich täglich in seiner Gestalt ändernde Residuallastgebirge (nach Abzug der abschmelzenden Leistungen der Nachfrageseite) abfahren: wie Pumpspeicherkraftwerke, Biomasse- und Biogasanlagen, Druckluftspeicher, Batterien, Verbrennungskraftwerke mit Einsatz von H₂ oder CH₄ aus FEE-Überschüssen. Sie liegen an dieser Stelle der Merit Order anstatt der konventionellen Kraftwerke, die Energieträger aus fossilen Quellen verbrennen. Diese Technologien haben, wie ihre Vorgänger, variable Betriebskosten und Brennstoffkosten, (hingegen keine emissionsabhängigen Kosten).

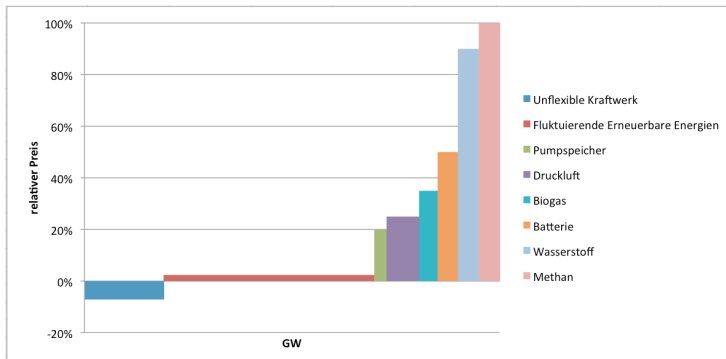
Deren „Brennstoffkosten“ im Allgemeinen zu bestimmen ist aber komplexer als im Fall der konventionellen Kraftwerke mit fossilem Brennstoffeinsatz. Heute ist das abhängig von Preisen, die sich auf (relativ zum Strommarkt) externen Märkten und deswegen unabhängig bilden – den (Brennstoff-)Märkten für Kohle, Öl und Erdgas sowie auf dem Markt für CO₂-Emissionsrechte. Das gibt einen Hinweis darauf, dass die eben aufgeführten sechs substitutiven Optionen bzw. Technologieklassen in zwei Gruppen eingeteilt werden können. In

- Verbrennungstechnologien, mit chemisch gespeichertem Brennstoff aus erneuerbaren Quellen;
- Strom- bzw. Kraft-Speicher-Technologien i.e.S. (Pump-, Druckluft- und Batterie-Speicher).

¹² Wobei nicht sicher ist, ob diese nur vertragsbedingt variable Kosten sind oder ob sie wirklich technisch bedingt als solche zu gelten haben.

Hinsichtlich der Grenzkostenbestimmung ändert sich bei der ersten Gruppe, den Verbrennungs-Stromerzeugungs-Technologien, nichts, sofern die Brennstoffkosten als Opportunitätskosten auf entsprechenden Märkten angenähert werden können. D.h. im wesentlichen mit Bezug zum (Erd-)Gas-Markt, der sich zu einem CH₄-Markt wandeln wird, wobei die wichtige differenzierende Eigenschaft der Quellen des CH₄ über (statistische) Markierung zum Endverbrauch durchgereicht wird. Anders ist es bei den drei Speicher-Technologien i.e.S.. Hier wird Strom in Strom ‚umgewandelt‘ – ein Bezug zu einem externen Markt ist hier nicht gegeben. Die Kostenbestimmung ist nur als Opportunitätskostenbestimmung auf dem Strommarkt mit seinen Zukunftsmarkt- und Reservekapazitätsmarkt-Elementen möglich. Die aber sind situationsabhängig und ändern sich dauernd. Eine situationsunabhängige, in diesem Sinne stabile Darstellung der relativen Lage dieser Technologien, sowohl untereinander als auch relativ zu ihren brennstoffabhängigen Konkurrenten, ist deshalb nicht möglich. Die gezeigte Merit Order (vgl. Abbildung 4) ist deshalb als Veranschaulichung qua beliebig gewählter Situation zu verstehen, nicht als Darstellung einer zeitinvarianten Struktur.

Abbildung 4: Merit Order im Stadium des Intra-Wettbewerbs



Quelle: Wuppertal Institut

Aus dem Gedankengang ergibt sich die folgende Diagnose. Der EOM wird im 100% EE-Stadium in ähnlicher Weise (nur) funktionieren wie heute:

- nämlich kaum, wenn ein Grenzzustand erreicht wird, wenn allein die FEE grenzkostenbestimmend sind;
- pragmatisch angemessen im Normalfall, wenn die Speichertechnologien i.w.S. für den Markt(-Clearance)-Preis bestimmend sein werden.

Daneben wird es die bekannten Probleme rund um die Kapazitäten geben. Die nur sind nun zweigeteilt.

- Hinsichtlich der Erzeugungstechnologien, die in flexibler Weise das Residuallastgebirge abfahren können, sind es die in Kap. 4.1.3 unter „Kapazitätsmechanismen“ beschreibenden – hinzu kommt, in Lösungsperspektive, allein, dass die erforderlichen Flexibilitätseigenschaften mit Gegenstand eines dort erwogenen Mechanismus zu sein haben.
- Hinsichtlich der FEE-Technologien kommt als Problem hinzu die Lösung der Frage, wie der Zubau (i) bei 100% zum Stillstand zu bringen ist und (ii) wie es zu einer ‚ausgewogenen‘ Mischung der FEE-Optionen kommen kann. Dieser Frage ist das folgende Kapitel gewidmet.

4.2.2 Vollkostenorientierte Verfahren der Steuerung der FEE-Investitionen

Stromnetz und der Park von Erzeugungs- und Ausgleichsanlagen zusammen sind ein Teil der Infrastruktur. Bei der Diskussion um ein passendes künftiges Strommarktdesign kann ein Blick auf Investitionssteuerungsdesigns bei anderen Infrastrukturen hilfreich sein. Wir haben uns leiten lassen von dem Steuerungstool für Verkehrsinfrastrukturen, der Methodik des Bundesverkehrswegeplans. Das ist eine vollkostenorientierte Methode (, sogar unter Einschluss von externen Kosten,) zur Steuerung des Kapazitätsausbaus, zur willkürfreien Verteilung begrenzter finanzieller Mittel auf drei konkurrierende (und sich ergänzende) Optionen, die Verkehrsträger Straße, Schiene, Wasserstraße.

Im Stromsystem besteht ein vergleichbarer Bedarf hinsichtlich der Mittelverteilung auf die drei FEE-Arten PV, Wind-Onshore und Wind-Offshore – man darf sich nicht von der Wortgleichheit verführen lassen, der Bedarf bezieht sich nicht auf die Stromnetz-Infrastruktur.

Eine solche (adaptierte) Methode vermag eine Grenze, hier die 100%-Grenze, allein deswegen zu erreichen bzw. ihre Einhaltung zu gewährleisten, weil unter Abgehen vom heutigen EEG-Prinzip eine Budget-Steuerung implementiert ist. Das ist vorausgesetzt – im Bundesverkehrswegeplan geht es um die Kriterien der Mittelverteilung.

Dazu ist dort unter Verwendung sowohl prognostischer Elemente als auch der einheitlichen Verwendung ökonomischer Paramater (Zins; Preisprognosen komplementärer Produktionsfaktoren) und von Ansätzen für die Berücksichtigung externe Kosten ein Vollkostenansatz systemisch implementiert, welcher es gestattet, den Wert eines jeden (regional und sektoral differenzierten) „Projekts“ als verkehrswirtschaftliche Knappheitskosten zu bestimmen. Das erlaubt ein Ranking unter den eingereichten Projekten.

Die Übertragung dieser Diskriminierungsfreiheit gewährleistenden normierten Vollkosten-Methode auf die im Stromsystem, nach Ende der dynamischen Ausbauphase, noch anstehenden FEE-Investitionen liegt einigermaßen auf der Hand. Zwei Elemente werden hier noch hervorgehoben.

a) Auch im Strombereich werden in ein solches normiertes Tool Prognosen eingehen müssen und eine zentrale Rolle spielen. Prognostisch betrachtet werden die Stromgestehungskosten der drei genannten FEE-Arten bis zum Jahr 2030 zwei Tendenzen aufweisen, die untereinander gegenläufig sind: (i) technologisch bedingt (economy of scales & technischer Fortschritt) resultiert ein Sinken; (ii) Wie bei aller Ressourcen-Nutzung, werden die geeigneten naturräumlichen Lagen als erstes in die Nutzung genommen, woraus ein Steigen resultiert. Das Vorzeichen der Resultante beider Tendenzen ist offen.

b) Da der Wert des Stroms aus einem Projekt durch systemische Einbindung als „Knappheitsrente“ bestimmt wird, ist gewährleistet, dass regionale bzw. situative Besonderheiten der vorfindlichen bzw. zu erwartenden Einbettung, der Netzkonstellation sowie der Flexibilitäts-Eigenschaften des Parks komplementärer Ausgleichs-Erzeugungsanlagen, eine wesentliche Rolle zu spielen vermögen.

Die Leistung eines solchen normierten Vollkostentools in einer Situation des Überpotenzials fluktuierender Erneuerbarer Energien ist, gemäß einem Stromwertvergleich ein auch regional differenziertes Investitionsranking der FEE zustande zu bringen, und das in engem Bezug zu den Budgets für den Netzausbau.

5 Schlussbetrachtung

Vom Ende her denken. Konkret: Von einer Situation des deutschen Strommarktes mit der (Herkunfts-)Eigenschaft „(mindestens) 100% aus erneuerbaren Quellen“. In Kapitel 3 wurden die Konflikte beim Aufbau einer solchen Kapazität thematisiert. Ist es aber einmal zu einem solchen Aufwuchs, dank entsprechend abgestimmter Investitionsentscheidungen (vgl. Kap. 3.2) gekommen, so steht der nächste Konflikt an: Nach welchem Kriterium sollen in einem liberalisierten Strommarkt in mit Sicherheit auftretende Überschuss-Situationen diskriminierungsfrei entschieden werden, wer einspeisen darf? Im liberalisierten Strommarkt gilt dafür das Kriterium der (kurzfristigen) Grenzkosten. Im hier vorgestellten Fall, der zunehmend häufiger auftreten wird, gilt: Alle FEE Anbieter haben Grenzkosten die gegen Null tendieren und lediglich aus den variablen Betriebskosten bestehen. Alle steuerbaren EE-Anbieter haben Grenzkosten die neben den variablen Kosten Brennstoffkosten verbuchen. Die Grenzkostenunterschiede sind marginal – wie also soll zwischen ihnen entschieden werden, ohne in Willkür zu verfallen? Anders formuliert: nach welchem Kriterium soll ein Überangebot an EE-Einspeise-Verlangen abgestimmt werden, wenn der Grenzkostenansatz nicht mehr sinnvoll ist?

Wie aufgezeigt ist das zum einen abhängig vom künftigen Strommarktdesign (Vgl. Kapitel 4.1). Eine Kriterienentwicklung muss Hand in Hand mit der Entwicklung eines neuen Strommarkt- ferner eines Stromsystemdesigns gehen. Dann können sich Chancen im Hinblick auf neue Geschäftsmodelle ergeben, wie der nachfolgende Abschnitt zeigt. Zum anderen ist es wichtig neben vergleichenden Kostenansätzen, also neben der ökonomischen Komponente des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks, gleichbedeutend die Dimensionen Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit in eine diskriminierungsfreie Beurteilung mit einzubinden (Vgl. Kapitel 4.2).

Durch ein neues Marktdesign, welches ebenfalls Kriterien für einen Wettbewerb unter den erneuerbaren Energietechnologien bereit hält, ergeben sich durch die Teilnahme an neuen Märkten neue Potenziale bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Gemäß der jetzigen Fassung des EEG wird der Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Übertragungsnetzbetreiber an der

Strombörse EPEX vermarktet. In der Zukunft könnten auf Basis neuer Geschäftsmodelle die Erneuerbaren Energien jedoch weitere Märkte erschließen. Durch das „Poolen“ von unterschiedlichen Erzeugungsanlagen zu virtuellen Kraftwerken, könnte es bei einer Steigerung der Prognosegenauigkeit möglich sein, zusätzliche Einnahmen durch die Vermarktung von Terminprodukten wie Day- oder Weekfutures zu generieren. Bereits heute bieten auf Erneuerbare Energien spezialisierte Stromhandelshäuser in einem geringen Umfang Regelleistung im Bereich der Sekundär- und Minutenreserve an, die durch Biogasanlagen bereitgestellt wird.¹³ Wird die Teilnahme der Erneuerbaren Energien am Regelenenergiemarkt weiter ausgebaut, kann dies positive Auswirkungen auf das Energiesystem haben. Bei einer geringen Residuallast könnte durch die Teilnahme von Erneuerbaren Energien am Regelleistungsmarkt der Anteil konventioneller Kraftwerke, die Regelleistung anbieten, vermindert werden. (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 4) Perspektivisch wäre es durchaus denkbar, dass auch die fluktuierende Stromerzeugung in den Reservemarkt integriert wird. Durch das Abschalten von Windparks im oberen Leistungsbereich könnte negative Regelenenergieleistung angeboten werden. Voraussetzung für die Einbindung der fluktuierenden Stromerzeugung wären Anpassungen im Präqualifikationsverfahren sowie bei den Fristigkeiten der Angebotsabgabe. (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 17) Dies würde die Must-Run Kapazität von konventionellen Kraftwerken und somit die Häufigkeit des Auftretens von negativen Strompreisen verringern (vgl. Fraunhofer ISI 2013: 8).

Wie gezeigt, besteht die Notwendigkeit bereits mittelfristig über die Kriterien eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs Erneuerbarer Energie untereinander bei Erreichen der 100% Erneuerbare-Energie-Marke nachzudenken. Es ist ferner zu prüfen unter welchem Stromsystem- und Strommarktdesign diese Kriterien greifen könnten. Dabei ist die Wichtigkeit voranzustellen bereits bei der Kreierung eines neuen Designs für den Strommarkt und ferner für das Gesamtsystem Strom, Wärme, Verkehr Gedanken zu den Wettbewerbskriterien vorzuschieben. Wenn heute bereits mit Kriterien zwischen den Erneuerbaren untereinander abgewogen werden kann, sind eine Sensibilisierung der Strommarktakteure und Stakeholder, aber auch gezieltere Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten möglich, die eine Innovations- und Investitionspolitik der

¹³ Die Anbieterlist für den Regelleistungsmarkt ist unter [Regelleistung.net](https://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&index=akp_aaif83U%3D) (Portal zur Vergabe von Regelleistung) einsehbar
https://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&index=akp_aaif83U%3D

Unternehmen und aggregiert auf der volkswirtschaftlicher Ebene schneller und effizient voran treiben. Die mitschwingende Gefahr einer zielgerichteten, pfadabhängigen und im Zweifel einseitigen Technologienentwicklung, sowie zunehmender alleiniger Kostenreduktionsanforderungen könnte ein Multi-Kriterienkatalog der über den Kostenansatz hinaus bewertende Differenzierungsoptionen darlegt entgegen wirken. Damit kann ein Stück Planungssicherheit einhergehend mit einem Stück Versorgungssicherheit geschaffen werden.

6 Literaturverzeichnis

BMWi / BMU (2010): Energiekonzept - für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin 2010.

http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 Zugriffen: 30. Aug. 2013

Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V. (bne) (2013): Kompass 01/2013, Berlin 2013. http://www.neue-energieanbieter.de/de/system/files/files/attachment/bne_Kompass_01%202013_ONLINE.pdf Zugriffen: 30. Aug. 2013

Bundeswahlprogramm (2013): Bündnis 90 / Die Grünen: Bundeswahlprogramm 2013. http://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/Wahlprogramm/Wahlprogramm-barrierefrei.pdf Zugriffen: 30. Aug. 2013

dena (2012): dena –Stellungnahme zum EWI- zur Einführung von Versorgungssicherheitsverträgen im Strommarkt, Deutsche Energie Agentur GmbH, Berlin 2012. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/gastbeitraege_interviews/2012/Stellungnahme_dena_Kapazitaetsmechanismen_Strommarkt.pdf Zugriffen: 30. Aug. 2013

EED: RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. OJ L 140/16 vom 5.6.2009 <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:de:PDF> Zugriffen: 15. Aug. 2013

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Köln 2012. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesell

[schaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf](#)

Zugegriffen: 30. Aug. 2013

FfE 2010: FfE: Merit Order des Kraftwerksparks, 2010.

http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf

Zugegriffen: 15. Aug. 2013

Fraunhofer ISE 2013: Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Freiburg 2013.

<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

Zugegriffen: 15. Aug. 2013

Fraunhofer ISI 2013: Fraunhofer ISI 2013: Nutzenwirkung der Marktprämie, 2013. [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf)

[2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf)

Zugegriffen: 15. Aug. 2013

Growitsch et al 2013: Growitsch, Felix; Christian Matthes, Christian; Ziesing, Hans-Joachim: Clearing-Studie Kapazitätsmärkte im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin / Köln 2013. [http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-kapazitaetsmaerk-te,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf)

[kapazitaetsmaerk-](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-kapazitaetsmaerk-te,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf)

[te,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-kapazitaetsmaerk-te,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf)

Zugegriffen: 30. Aug. 2013

Luhmann 2012: Luhmann, Hans-Jochen: Vom Ende her gesehen. Der Wettbewerb der Erneuerbaren untereinander nach dem Ausstieg aus Kernkraft und fossilen Energien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62. Jg., H. 12 (2012), S. 31 – 33

http://epub.wupperinst.org/files/4641/4641_Luhmann.pdf

Zugegriffen: 15. Aug. 2013

Öko-Institut 2012: Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, RAUE LLP: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin 2012 <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>

Zugegriffen: 30. Aug. 2013

Matthes et al 2013: Felix Chr. Matthes, Julia Busche u.a.: Politiksszenarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. (Climate Change | 04/2013) Berlin: UBA März 2013.
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/politiksszenarien-fuer-den-klimaschutz-vi> Zugriffen: 15. Aug. 2013

ÜNB 2013: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014.
Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 28. März 2013
http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/20130328_Szenariorahmen_2014_Entwurf.pdf Zugriffen: 15. Aug. 2013